

**DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE INVERSIONES ÓPTIMAS EN  
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA MÁXIMIZAR LA UTILIDAD  
OPERACIONAL DE UN OPERADOR DE RED**

**ANDRÉS FERNANDO RÍOS GIRALDO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
MAESTRIA EN INVESTIGACIÓN OPERATIVA Y ESTADISTICA  
2014**

**DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE INVERSIONES ÓPTIMAS EN  
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA MÁXIMIZAR LA UTILIDAD  
OPERACIONAL DE UN OPERADOR DE RED**

**ANDRÉS FERNANDO RÍOS GIRALDO**

**Tesis de grado para optar al título de  
Magister en Investigación Operativa y Estadística**

**Director**

**HAROLD SALAZAR ISAZA**

**PhD. Profesor programa de Ingeniería Eléctrica, UTP**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
MAESTRIA EN INVESTIGACIÓN OPERATIVA Y ESTADISTICA  
2014**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Pereira, Junio de 2014

Le dedico esta trabajo a toda mi familia, pero en especial, a mi esposa Sonia y mi hija Salome, quienes me acompañaron y apoyaron en esta enriquecedora aventura académica.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece al profesor Harold Salazar Isaza, director del presente proyecto, quien con su adecuada guía y colaboración, ayudó al cumplimiento de los objetivos planteados en la tesis.

A la maestría en investigación operativa y estadística, se le dan las gracias, por poner a disposición de la ciudadanía este excelente programa académico.

Una especial gratitud con todas las personas que están a mí alrededor, por apoyarme en el desarrollo del programa académico.

A mis padres, hermana, sobrino, esposa e hija, les agradezco estar siempre en mi lado para apoyarme en este proyecto.

## Tabla de contenido

Tabla de Figuras .....	8
Listado de Tablas .....	9
RESUMEN.....	10
CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN .....	11
CAPÍTULO 2 - DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	12
2.1 Origen del Problema.....	12
2.2 Reconocimiento Componente del Distribuidor en la Formula Tarifaria.....	13
2.3 Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) .....	15
2.4 Relación entre el AOM, Calidad y la Gestión de Activos.....	16
2.5 Descripción del Problema.....	17
CAPÍTULO 3 - ESTADO DEL ARTE.....	18
CAPÍTULO 4 - MODELO MATEMÁTICO .....	25
4.1 Nomenclatura del Modelo .....	25
4.1.1 Variables .....	25
4.1.2 Parámetros .....	26
4.1.3 Constantes.....	27
4.2 Función Objetivo.....	28
4.3 Restricciones Del Modelo .....	35
4.4 Supuestos.....	37
CAPÍTULO QUINTO - RESULTADOS NUMÉRICOS.....	38
5.1 Datos de Entrada al Modelo .....	38
5.2 Resultados Numéricos .....	39
5.3 Inversión Máxima e Inversión Requerida .....	40
5.4 Calidad.....	41
5.5 Disminución de Costos.....	42
5.6 Margen EBITDA.....	43
5.7 Utilidad Operacional .....	44
CONCLUSIONES .....	46
BIBLIOGRAFIA .....	48
ANEXO 1 – GLOSARIO Y ABREVIATURAS.....	50

ANEXO 2 – CUENTAS CONTABLES.....	54
----------------------------------	----

## Tabla de Figuras

Figura 1. Ciclo de vida de los activos .....	18
Figura 2. Momento de reemplazo óptimo de activos.....	19
Figura 3 Representación de flujo de ingresos antes y después de Inversión .....	29
Figura 4 Representación gráfica del modelo matemático .....	33
Figura 5 Flujo antes y después de realizar la inversión .....	34
Figura 6 Flujo de inversiones anuales.....	40
Figura 7 Comparación inversión máxima e inversión requerida .....	41
Figura 8 Disminución de costos acorde al flujo de inversiones definido .....	42
Figura 9 Margen EBITDA esperado .....	43
Figura 10 Utilidad operacional.....	44



## **Listado de Tablas**

Tabla 1 Resultados entregados por el modelo.....	40
Tabla 2 Tasas de falla antes y después de inversión .....	42
Tabla 3 Cuentas contables objeto de análisis.....	54

## RESUMEN

La regulación, invita a los OR a desarrollar una adecuada gestión con sus activos operacionales, para responder a los criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio eléctrico. Para atender a esta presión se desarrolla un modelo matemático que permite, con el conocimiento del estado de los activos y el monto de inversión requerido en cada elemento, determinar el flujo óptimo de inversiones y el periodo en el que se deben realizar las intervenciones de reposición de activos, para encontrar financieramente la máxima utilidad operacional, convirtiéndose en una herramienta gerencial para la toma de decisiones, que unifica los criterios técnicos y financieros de las organizaciones.

The regulation requires that the power utilities develop an appropriate operating assets management plan to meet efficiency and quality standards. This work proposes a financial assets management model based on an optimization mathematical model that establishes the year at which an investment is required. The model also determines the amount to invest for each asset that is being evaluated. The model is an important decision-making management tool that unifies the company technical and financial criteria.

## CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

La cercanía a cada periodo tarifario generan incertidumbre en los operadores de red del sector eléctrico en cuanto al impacto que se tendrá en la utilidad operacional dado el cambio en la remuneración de los ingresos, especialmente el AOM, cada que se apruebe una nueva fórmula tarifaria.

Junto a la anterior incertidumbre, siempre se plantea, entre otros interrogantes, el cómo mejorar los resultados financieros sin desmejorar la calidad del servicio que se presta, dado que en los principios regulatorios se identifica la *calidad* y *eficiencia* como premisas para la prestación del servicio de energía eléctrica.

Para lograr calidad y eficiencia, cuando se cuenta con ingresos regulados, se deben gestionar sus costos y gastos. Estos aspectos están directamente relacionados con los activos operacionales, dado que dependiendo de la disponibilidad que estos presenten se impactan los ingresos, los costos y gastos del operador de red. Por lo tanto, la optimización de la ejecución de mantenimiento preventivo y el desarrollo de proyectos de inversión aporta a la mejora de la continuidad del servicio y disminuye las erogaciones que impactan el crecimiento de los costos y gastos asociados a los activos del sistema de distribución.

Aunque es claro que el mantenimiento y la inversión son los dos aspectos que impactan la eficiencia y calidad, surgen algunos interrogantes que toda empresa constantemente debe resolver, entre otros, ¿se ejecuta mantenimiento o se hace inversión (reposición)? En caso de realizar inversión, ¿en que año y en qué periodo se deben ejecutar?

El presente trabajo desarrolla un modelo financiero de optimización que ayuda a las empresas precisamente a responder a los anteriores interrogantes. El modelo determina el año en que se deben realizar diferentes inversiones de tal manera que se maximicen las utilidades operacionales de un operador de red. El modelo igualmente considera la incertidumbre que genera todo periodo tarifario toda vez que permite realizar diferentes casos de sensibilidad frente a nuevos valores de remuneración.

El presente documento está organizado de la siguiente manera. El capítulo dos (Descripción del Problema) explica los aspectos regulatorios en donde se enmarca el actual proyecto e igualmente se hace una presentación verbal más detallada del problema a resolver. El capítulo tres (Estado del Arte) muestra los resultados de la búsqueda bibliográfica relacionada especialmente con la gestión de activos con el fin de identificar la existencia de modelos matemáticos que puedan resolver o guiar la solución del problema en cuestión. El capítulo cuatro (Modelo Matemático) desarrolla el modelo matemático de optimización financiera; el capítulo cinco (Resultados Numéricos) muestran los resultados del modelo propuesta y, finalmente, las conclusiones cierran el presente proyecto.

## CAPÍTULO 2 - DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se realiza una revisión regulatoria con la cual se dan a conocer los conceptos por los cuales el problema que se describirá es relevante para los operadores de red y las empresas que cuentan con una gran cantidad de activos operacionales sobre los cuales es posible realizar el análisis con ingresos y egresos asociados.

### 2.1 Origen del Problema

A pesar que el sector eléctrico venía con una crisis financiera desde los años 80, que no le permitieron tener desarrollo alguno, la crisis energética que presentó el país en 1992, con un racionamiento desde el 2 de marzo de 1992 hasta el 01 de abril de 1993, generó el inicio de una transformación en el sector eléctrico, mediante la creación de leyes como la 142 y la 143 de 1994 que reglamentan “los servicios públicos domiciliarios” y establece “el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional” respectivamente.

La transformación del sector se basa en los principios indicados en el artículo 4° de [1] que dicen “a) Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; b) Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; c) Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.....”.

Con los principios definidos se abrió la puerta para que la CREG iniciara toda la serie de reglamentaciones que hoy en día tienen al sector; sector que es considerado como uno de “los ejes de las locomotoras que ha definido el gobierno nacional en la ley 1450/2011, del plan nacional de desarrollo, para el fortalecimiento y crecimiento de la economía, generación de empleo y reducción de la pobreza” [2].

Una de esas reglamentaciones es la resolución CREG 097/2008 con la cual se presentó la metodología para calcular los cargos de las empresas Transmisoras y Distribuidoras u OR deben cobrar a sus usuarios y en la cual trata de incorporar los principios enunciados en la ley 143/1994.

La fórmula tarifaria que se aplica para el sector, tomada de [4], es la que se muestra a continuación:

$$CU_{vn,m,i,j}: G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + C_{vm,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (2.1)$$

Donde

- $CU_{vn,m,i,j}$ : Componente variable del costo unitario para los usuarios conectados en el nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$ , del comercializador  $i$  en el mercado  $j$ .
- $G_{m,i,j}$ : Costo de compra de energía para el mes  $m$ , del comercializador  $i$ , en el mercado  $j$ , determinado con base en los costos de compra de energía del mes inmediatamente anterior.
- $T_m$ : Costo por uso del sistema de transmisión regional para el mes  $m$ .
- $D_{n,m}$ : Costo por uso del sistema de distribución en el nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ .
- $C_{vm,i,j}$ : Margen de comercialización correspondiente al mes  $m$ , del comercializador  $i$ , en el mercado  $j$ .
- $PR_{n,m,i,j}$ : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , del comercializador  $i$ , en el mercado  $j$ .
- $R_{m,i}$ : Costo de restricciones y servicios asociados con generación, asignados al comercializador  $i$  en el mes  $m$ .

Para regular los componentes de distribución “ $D_{n,m}$ ” y transmisión “ $T_m$ ”, la resolución incorpora aspectos de remuneración de costos eficientes, remuneración de pérdidas de energía, remuneración de las unidades constructivas y la evaluación de la calidad del servicio, que en caso de incumplirse genera que el precio por kilovatio hora ( $CU_{vn,m,i,j}$ ) aumente o disminuya.

Con el  $CU_{vn,m,i,j}$  establecido vía resolución, se regulan los ingresos de cada OR; presionando para que mediante estos realicen una gestión eficiente de costos, gastos y de reposición de activos.

## 2.2 Reconocimiento Componente del Distribuidor en la Formula Tarifaria

Para regular el valor a reconocer a los OR por el componente “ $D_{n,m}$ ” la resolución plantea las ecuaciones para los diferentes niveles de tensión, nivel de tensión 4 corresponde a las líneas de transmisión, nivel de tensión 3 son las líneas que conectan las subestaciones eléctricas, el nivel de tensión 2 equivalen a las redes que conectan la subestación con los transformadores de distribución y el nivel de tensión 1 las redes que conectan los transformadores con las viviendas de cada uno de los usuarios.

Las fórmulas para los niveles 2 y 3, que son los más representativos, se muestran a continuación:

Cargo Máximo de Nivel 3

$$CD_{j,3} = CDI_{j,3} + \frac{AOM_{j,3,k} + CAT_{j,3} + CAANE_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}} \quad (2.2)$$

Cargo Máximo de Nivel 2

$$CD_{j,2} = CDI_{j,2} + \frac{AOM_{j,2,k} + CAT_{j,2} + CAANE_{j,2} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}} + CD_{j,3-2} \quad (2.3)$$

Dónde:

$CD_{j,x}$ : Cargo máximo del nivel de tensión x para el OR j.

$CDI_{j,x}$ : Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión x, para el OR j.

$AOM_{j,x,k}$ : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento asignables al nivel de tensión x, para el OR j, en el año k.

$CAT_{j,x}$ : Costo anual de terrenos para el OR j, del nivel de tensión x.

$CAANE_{j,x}$ : Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al nivel de tensión x, para el operador de red j.

$O_{j,x}$ : Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el nivel de tensión x.

$Eu_{j,x,0}$ : Energía útil del nivel de tensión x del OR j.

$CD_{j,x-y}$ : Cargo unitario del nivel de tensión x que se remunera parcialmente en el nivel de tensión y, para el OR j. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.

En las fórmulas de la resolución se identifica que las variables importantes corresponden al valor de los activos propiedad del OR, el reconocimiento de AOM y la energía que se transporta por los activos, sin embargo, el AOM se diferencia por ser la variable que tiene una relación directa con la calidad del servicio. La relación entre estos dos aspectos, es el

criterio aplicado por la normatividad para buscar en los OR una prestación del servicio con eficiencia y calidad.

### **2.3 Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)**

Para realizar el cálculo de la variable AOM se tomó como base el estudio realizado por la Universidad EAFIT “Metodologías para la remuneración de los costos eficientes de AOM en las empresas de distribución y transmisión eléctrica”, estudios disponible en la circular CREG 022 de 2008 [7].

El estudio muestra la intensión del regulador en reconocer a cada OR, vía tarifa, los costos y productividad eficientes, de manera textual, “la propuesta enfrenta de distinta manera los dos problemas básicos de la regulación: el de la selección adversa, derivado de la asimetría de información sobre los costos de las empresas distribuidoras de electricidad en Colombia, pues el regulador los desconoce mientras las empresas están informadas al respecto (tipo oculto); y el del riesgo moral, relacionado con el hecho de que el regulador no conoce el esfuerzo de reducción de costos que pueden hacer las empresas (acción oculta) para ganar en eficiencia, dado que no existe para estas empresas el acicate de la competencia que las obligaría a esforzarse permanentemente por ser más eficientes y a trasladar a los precios esas reducciones de costos. En síntesis, el regulador debe, primero, idear una manera de conocer los verdaderos costos de AOM y luego definir un sistema de remunerarlos que incentive su reducción tal como ocurriría de existir la competencia” [7].

La metodología plantea realizar una comparación entre la información de AOM de los OR a evaluar y la información de AOM de una empresa patrón, con una curva de eficiencia ideal, con el objetivo de encontrar una desviación que defina estado de la empresa evaluada; pero se ha encontrado que “la información contable de las empresas distribuidoras de energía eléctrica puede no ser enteramente confiable e inclusive podría ocurrir que existiera algún incentivo a no presentarla correctamente si de ello se pudiera derivar alguna ventaja. Pero al mismo tiempo el regulador debe monitorear el esfuerzo realizado por parte de dichas empresas de tal forma que se usen los recursos de forma eficiente y se maximice el bienestar social.” [2]

Por lo anterior, la remuneración del AOM es de los temas que más discusión plantea, dado que es de manejo directo de cada OR, de hecho, un estudio realizado por ASOCODIS con relación a este tema indica, “a nivel global, los AOM reconocidos representan el 61% de los AOM causados, excluyendo los pasivos pensionales y el 74% al excluir las demás cuentas como impuestos, contribuciones y diferidos, en el año 2005. Teniendo en cuenta que la comparación frente a AOM sin pensiones, impuestos, contribuciones y otras arroja un déficit del 26%, y que necesariamente los AOM reconocidos debe incluir esas otras cuentas, podría estarse ante una situación de déficit entre un 30 y 35% del AOM causado” [8].

Del estudio realizado se encuentra que la remuneración del AOM a los OR, vía tarifa, aparentemente no cubre todo el esfuerzo que se debe realizar para cumplir con las exigencias que realiza la misma regulación.

Adicionalmente, se entiende que la diferencia que existe entre el AOM reconocido y el AOM realmente causado, se cataloga como la ineficiencia o la eficiencia de las empresas. Este criterio de ineficiencia ha preocupado a los ORs, obligándolos a revisar la forma de calcular el AOM gastado para plantear estrategias que lo acerquen al AOM remunerado, es decir, según el estudio, disminuir el AOM gastado en un 30 - 35%.

## **2.4 Relación entre el AOM, Calidad y la Gestión de Activos**

Uno de los aspectos que mayor correlación tiene con los valores de AOM es la calidad del servicio (continuidad en la operación de los activos) puesto que dependiendo del comportamiento de la calidad, el valor reconocido en los AOM (y por consiguiente la componente " $D_{n,m}$ " de la tarifa) incrementa o disminuye su valor. Para controlar o supervisar la calidad, se crean los indicadores IAAD, IRAD e ITAD.

Para que la tarifa disminuya por concepto de menor valor reconocido en AOM, el IAAD en una vigencia debe ser inferior al obtenido en la vigencia anterior, de lo contrario aumenta. Para que la tarifa aumente, el IRAD debe ser mayor o igual al ITAD, de lo contrario la tarifa disminuye. Cuando el ITAD es superior al IRAD, generalmente se produce que el OR, adicional a la disminución de la tarifa, deba reconocer vía tarifa, a los usuarios, un valor por concepto de compensaciones (resolución CREG 097/2008)

La relación señalada entre los indicadores de calidad y el AOM puede castigar los ingresos del OR, lo cual obliga a las empresas a encontrar la forma de mejorar la eficiencia operacional para evitar castigos significativos. Una de las acciones para mejorar esa eficiencia operacional se enfoca en una realizar una muy buena *gestión* de los activos.

La gestión radica básicamente en mantener los activos el mayor tiempo posible en operación, de tal forma que se mantenga o se incremente el ingreso asociado a ellos. Para esto, los ORs dependen de las acciones que se ejecutan por mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo, reposición, administración y operación. Las acciones antes mencionadas, menos la reposición, se registran en las cuentas que representan el AOM del OR.

Importante considerar que la relación de calidad y AOM se define con lo descrito en el presente numeral, pero no se plantea en una formulación matemática que la represente, con lo cual se convierte en una necesidad fehaciente del sector para simular con mayor certeza los impactos de la interacción de estas variables en el resultado financiero de un OR.



## 2.5 Descripción del Problema

Las secciones anteriores dejaron en claro que la gestión de activos es una tarea importante para todo OR pues la gestión impacta los valores de AOM (a través de los indicadores de calidad), la componente  $D_{n,m}$ , y con esto los ingresos del OR. La gestión no es una tarea fácil toda vez que implica definir labores de mantenimiento correctivo, preventivo y reposición.

Este trabajo plantea un modelo matemático de optimización financiera que *maximiza la utilidad operacional de un OR*, definiendo, para cada activo analizado, el momento óptimo en el que se debe realizar una reposición y el monto a invertir en tal reposición. Para esto, el modelo determina los flujos de ingresos y egresos para cada activo, evaluando el estado operativo para determinar el momento en el cual se debe realizar la inversión, así mismo, el modelo determina si es necesario invertir todo el monto destinado para la inversión o si es suficiente una fracción del mismo. Se desarrolla entonces una herramienta de análisis y planeación técnica y financiera de corto y largo plazo, con la cual los administradores de los negocios pueden tomar las decisiones requeridas para garantizar y mejorar la sostenibilidad empresarial.

### CAPÍTULO 3 - ESTADO DEL ARTE

Este capítulo muestra los resultados de la revisión bibliográfica. Los criterios de búsqueda se relacionaron con las frases gestión de activos, optimización de inversiones y optimización de mantenimiento.

Con respecto a la gestión de activos, se encuentra que actualmente el estándar PASS 55:2008 - *Asset Management* [9], del *The Institute of Asset Management*, es una valiosa guía en la materia. Allí se define la gestión de activos como las “actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas a través de las cuales una organización maneja óptima y sustentablemente sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y gastos asociados a lo largo de sus ciclos de vida”. Esta guía se enfoca en el desarrollo de un sistema de gestión, similar a una norma ISO 9001, enfocado al desarrollo de los activos.

El estándar define la gestión del ciclo de vida de los activos como “el intervalo de tiempo que comienza con la identificación de la necesidad de un activo y termina con la puesta fuera de servicio del activo o de cualquier responsabilidad asociada” [9]. Las etapas principales son “creación / adquisición, uso, mantenimiento y renovación / desincorporación”. La figura 3.1 muestra gráficamente el ciclo de vida de los activos.

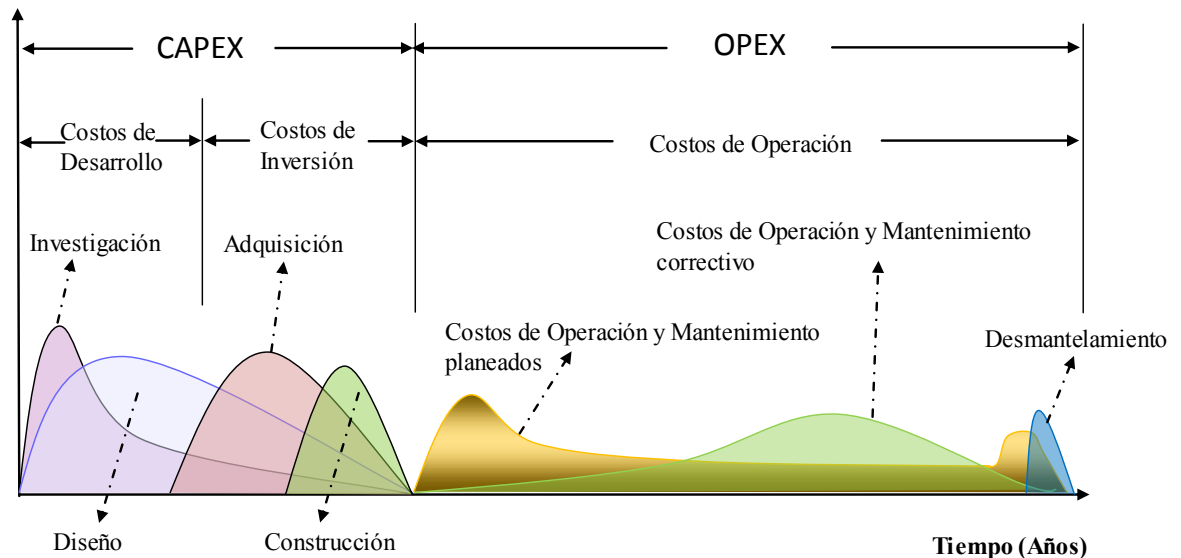


Figura 1. Ciclo de vida de los activos

Tomado de: Fundamentos para la confiabilidad de Activos. Carlos Sanita. Congreso Internacional de Mantenimiento 2013 [9].

La figura muestra dos conceptos importantes, el CAPEX (*capital expenditures*) y el OPEX (*operational expenditure*), el primero hace referencia a las inversiones y segundo representa

los gastos en los que incurre la compañía para mantener y operar el activo. El OPEX es el que se ve reflejado en el estado de resultados de una organización.

Es en estos dos componentes se presenta la relación entre las inversiones y los costos operacionales, ya que una inversión (CAPEX) puede representar un incremento o una disminución en el OPEX, impactando la utilidad operacional del OR. En la PAS 55 no se muestra una formulación matemática que relacione los aspectos antes indicados, dado que su énfasis es definir e indicar todos los conceptos de un sistema de gestión, como lo son la política, objetivos, procesos, procedimientos, etc.

Por otro lado, en una presentación realizada en el Congreso Nacional de Mantenimiento, Organizado por ACIEM Cundinamarca en 2013, [10], se presenta los resultados de una metodología para determinar el momento óptimo de reemplazo de los activos. La metodología realiza el análisis para un activo, tomando sus ingresos y costos asociados al mantenimiento y operación. La presentación no muestra el modelo matemático, sin embargo, con las ilustraciones se identifican algunas variables que deben tener un modelo de esta naturaleza. Por ejemplo, se identifica que el modelo aplica el valor presente neto de los flujos de caja, generados por los ingresos de los activos menos los costos o egresos, pero no deja claro si se incorporan los valores de reposición requerida por el activo.

Adicionalmente, se evidencia que la metodología planteada, no considera el efecto que se tendría al analizar un grupo de activos, ni tampoco muestra el efecto financiero que tendría un valor de inversión variable. Tampoco se deja claro la forma de determinar el monto de inversión que requiere cada activo. En la siguiente figura se muestra en resumen lo planteado en [10].

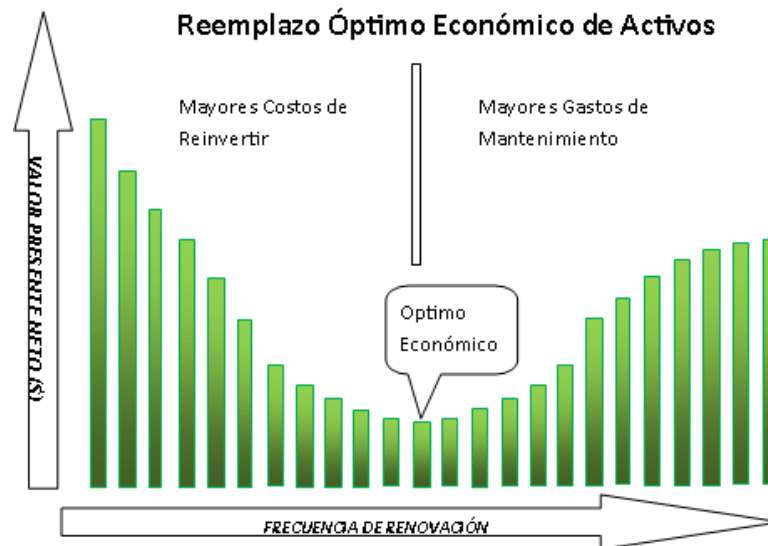


Figura 2. Momento de reemplazo óptimo de activos

Tomado de: Presentación Wood Group PSN, Congreso Internacional de Mantenimiento 2013 [10].

Una desventaja de la metodología de [10], se encuentra que fue diseñada para activos con reposición total, es decir, no aplica reposición parcial que es lo requerido en los sistemas de distribución. De realizar reposición total de un activo en el sistema de distribución, se estaría incurriendo en una mayor ineficiencia económica.

Lo anterior significa, que para cada activo eléctrico se deben manejar diferentes valores de inversión, lo que dependiendo del valor que tomen cambian los resultados esperados de costos, ingresos y periodo de la reposición. Con base en lo indicado, definir cuál es el monto de inversión real, para cada activo, que mejor impacte el estado de resultados, es una de las incógnitas del problema planteado en el presente proyecto.

Adicionalmente, con la identificación del valor real de inversión requerida por el activo, se determina el valor de ingresos y egresos, antes y después de ser intervenido, con lo que se realiza el planeamiento financiero y técnico a corto y largo.

En [11] se muestra una metodología para determinar los costos de inversión en activos eléctricos del sistema de distribución, en el que su principal factor es el análisis de confiabilidad para cada activo, el artículo plantea las siguientes actividades “1) Clasificación de las salidas planeadas y no planeadas: esta clasificación se realiza de acuerdo a la naturaleza del evento, es decir, sean estos aleatorios propios del componente (envejecimiento del componente) o causados por influencias externas al componente (vandalismos, sabotaje, solicitud entidades externa), y fallas planeadas o deterministas (mantenimiento, expansión, solicitud entidad externa) 2) Cálculo de índices estadísticos de tendencia y determinación de la confiabilidad: el diagnóstico del estado de confiabilidad de los componentes se realiza bajo el concepto de proceso estocástico puntual, el cual es una secuencia de eventos discretos que se generan”

El modelo realiza un balance entre energía no suministrada y el valor de inversión para priorizar el orden de intervención, sin considerar los costos asociados a mantenimiento, administración y operación.

Dado el análisis y con el objetivo de elaborar el modelo matemático del presente proyecto, se hace necesario identificar los costos de mantenimiento, administración y operación de cada activo, pero asociados a las cuentas contables que se manejan en el estado de resultados de la organización, de tal forma que se logre la interacción entre la parte técnica y financiera.

Para determinar los costos de AOM relacionados con el estado de resultados de un OR, se identifica el documento [12], emitido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la definición del mapa de procesos del negocio de Distribución, donde “.... el propósito del Modelo simplificado es indicar la estructura de costos mínima obligatoria, basada en la de orientación y que deben implementar las empresas con el fin de generar los reportes esenciales con fines de Vigilancia, Regulación y Control.”

Los procesos del negocio, se definen como operación, mantenimiento, control de calidad del servicio, mercadeo, gestión de energía, atención clientes, facturación y recaudo, control comercial y los procesos estratégicos y de soporte. Estos últimos se dividen en gerencia y estrategia, planeación, control de gestión, gestión del talento humano, servicios logísticos, gestión financiera, gestión de financiamiento, gestión de informática y gestión jurídica y contratos, donde cada uno de ellos tiene asociados “Actividades de Costeo” previamente definidos, para que, al interior de los OR, en el momento de ejecutar acción alguna se realice la asignación presupuestal al proceso correspondiente.

Con la información clasificada en procesos, se obtiene la asociación de las cuentas contables a lo que se denomina oficialmente como mantenimiento, operación y administración, que son los valores que se asociarán a los activos operativos del negocio.

Con el valor de AOM y con la relación de calidad definida para cada activo, se cuenta con la asociación entre el estado de resultados y las inversiones, disponiendo de la información necesaria para plantear un modelo matemático que busque mejorar la utilidad operacional.

Por otro lado, en [14] se identifica la preocupación que tienen las organizaciones por entender cuál es la combinación óptima entre salidas, costos y confiabilidad, que permita tener el mejor retorno financiero para los negocios. Para lo cual se plantea que no solo se debe tener un enfoque a la gestión del mantenimiento, ya que la gestión de activos debe ser el resultado del trabajo de un grupo interdisciplinario que tenga una buena comunicación, soporte en un sistema de información de calidad y educación en la gestión de activos, para responder adecuadamente a todas las necesidades del negocio, garantizando el adecuado desempeño de los activos en todo el ciclo de vida. Se concluye que la gestión de activos apoya los resultados financieros de las organizacionales y para ello muchas instituciones trabajan en definir las estrategias que se deben desarrollar a nivel organizacional para lograr los resultados financieros, solicitados por los accionistas, pero no plantea un modelo matemático financiero o técnico que permita entrelazar las gestiones operativas y administrativas.

Adicionalmente, en [15] se encuentra que en las organizaciones existen dos perspectivas diferentes para la gestión de activos, la visión técnica y operacional y la del gobierno corporativo, por lo que trabajarlas de forma separada no es lo óptimo y por eso se plantea una investigación para integrar estos dos aspectos y así encontrar el mejor desempeño de los activos. Se encuentra que la investigación realizada muestra una metodología que se debe aplicar al interior de las empresas, a nivel organizacional, para encontrar el cómo unificar los dos puntos de vista, pero no plantea un modelo matemático o un algoritmo en el que se visualicen variables técnicas o de gestión gubernamental para determinar numéricamente el impacto generado por el desempeño de los activos.

Complementando, en [16], se identifica que durante los últimos años, los buenos resultados de una organización dependen de la buena gestión de activos que se realicen. Aparentemente esta conciencia se identifica en las industrias de energía, dado que cuentan con una infraestructura envejecida y un personal que debe cumplir con una regulación que

presiona económicamente a dicho sector, adicionalmente muestra que un buen sistema de soporte tecnológico en estas organizaciones permite tener una eficiente y efectiva estrategia de gestión de activos, pero se encuentra que dependiendo al área en donde se plantea el desarrollo de la gestión de activos se tendría un enfoque diferente. Las áreas que se deben trabajar son las relacionadas con la documentación de activos, gestión de recursos, gestión de producción, gestión del flujo de trabajo y la planeación del mantenimiento. El estudio muestra que la gestión de los activos obligatoriamente debe incluir costos administrativos y la implementación de tecnología, por lo que la valoración de los costos de AOM debe contemplar toda su estructura administrativa y no solo los costos de las acciones desarrolladas en campo. Adicionalmente en el documento no se encuentra un modelo matemático que permita cuantificar las necesidades en esta materia.

En [17], se identifica que una estrategia de gestión de activos exitosa se basa en aspectos como 1) disponer de una estructura organizativa para tomar decisiones, 2) información sobre los costos de los activos, los gastos y los valores de los activos, 3) herramienta para el seguimiento del rendimiento de los activos, 4) capacidad de implementación de las decisiones de gestión de activos y 5) capacidad de evaluación de los impactos de las decisiones sobre objetivos corporativos. Lo enunciado se implementa teniendo presente que para ser competitivos, se debe implementar la gestión de activos en tiempo real, en el corto plazo, a mediano plazo (que incluye programación del mantenimiento óptimo de equipos) y de largo plazo (que incluye planificación de instalaciones y adquisición).

El artículo muestra que la visión estratégica asociada a la gestión operativa es fundamental para obtener los buenos resultados que se esperan cuando se implementa la gestión de activos, por lo que el modelo matemático a desarrollar en el presente trabajo debe incorporar aspectos mencionados en el artículo revisado, ya que permite una planeación al corto y largo plazo. En el documento no se evidencia modelo matemático que permita visualizar lo planteado.

Siguiendo con la gestión de activos, en [18], se muestra la correlación que existe entre las empresas eficientes y el manejo de riesgos eficiente, indicando que la gestión eficiente de los riesgos permite reaccionar tempranamente a los cambios que se presenten en el entorno y así evitar una posible crisis. Este trabajo reafirma la importancia de contar con una herramienta que apoye la toma de decisiones en pro de mejorar la utilidad operacional, no presenta modelo alguno que pueda ser empleado en el actual proyecto.

Con el objetivo de encontrar cómo abordar la formulación del problema a resolver, se encuentra, en [19], como conceptos de redes inteligentes (*smart grid*) se aplican a la gestión de activos, planteando un modelo matemático que optimiza la operación de los activos. El modelo busca determinar la tecnología que mejore el ciclo de vida del activo y para ello se desarrolla con base en el comportamiento de indicadores como, beneficio al ambiente, costo de la mano de obra y equipo, servicios al cliente, costos de expansión, los costos de capacidad, costos de fiabilidad y los costos de mantenimiento, todos estos indicadores basados en el estado en que se encuentra el activo. Con este modelo se obtiene cual es el activo que mejor impacto tendría sobre el sistema en donde se instala, con lo cual se

determina el monto de inversión que se requeriría para cada activo, lo cual para el modelo a desarrollar en el presente trabajo es considerado como una variable de entrada.

Otro modelo identificado es encuentra en [20]. Allí se presenta un enfoque para la detección de fallas, con la cual se determina la gestión a desarrollar sobre los activos. Para esto, propone un modelo matemático para resolver el problema de diagnóstico de fallas, sin embargo, este modelo mejorar la eficiencia en campo, puesto que al determinarse los tipos de fallas que se presentarán, el planeador puede direccionar las acciones de mantenimiento y operación que se deben realizar para disminuir los impactos que estas puedan generar. El modelo matemático es direccionado a mejorar la eficiencia operativa, pero no se relaciona con los resultados financieros que se tendría después de realizar las intervenciones que mitigan las fallas.

En [21], se plantea una formulación que analiza el impacto de la expansión anticipada en los sistemas de distribución. El modelo ilustra los esquemas actuales para el control de tensión y gestión de restricciones, control de voltaje avanzado y gestión de restricciones habilitadas por la automatización de la distribución, dejando claro que atiende la entrada de activos nuevos al sistema. Este modelo, para expansiones, permitiría definir el monto de inversiones que se requieren en un sistema de distribución, lo cual no aplica para reposición de activos, que es el enfoque con el cual se definirá el flujo de inversión requerido por un operador de red en este proyecto.

Adicionalmente, en [22], se desarrolla un modelo que determina si el momento en que se encuentra el activo es el ideal para realizar mantenimiento, o si por el contrario es perjudicial para la organización ejecutar esta actividad. Se emplean métodos para predecir las fallas que pueden ocurrir en el activo y con base en restricciones operativas y financieras se toma la decisión. Dependiendo del resultado financiero, se determina realizar la intervención o si es mejor esperar a otro periodo de tiempo. Este modelo tiene aspectos que se pueden incluir en el presente proyecto, sin embargo, debe ser complementado con la valoración de la inversión requerida por el activo, tomar los costos como un todo, incluyendo los gastos administrativos y técnicos, relacionándolos a las cuentas contables del estado de resultados y considerar las tasas de fallas de los activos analizados.

En [23], se realiza un modelo matemático para calcular la confiabilidad de los activos reparables, evalúan escenarios de confiabilidad sin y con mantenimiento preventivo, encontrando como resultado que la confiabilidad con mantenimiento preventivo presenta un mejor resultado, pero no se analiza el impacto de una intervención mayor (inversión puntual) sobre los activos, la que permitiría minimizar las intervenciones, y adicionalmente no contempla la evaluación del periodo en el que se debe realizar la intervención puntual.

En [24], se desarrolla un modelo matemático que evalúa el impacto de la expansión, en nivel de tensión 4, en el sistema eléctrico, que busca minimizar el costo de la inversión a realizar, incluye en su evaluación los costos de AOM que reconoce el regulador, los cuales son contables. Este modelo no considera solo el valor de la inversión que tendría realizar la expansión, lo cual es un aspecto a considerar en el trabajo que se está desarrollando. Los

otros aspectos son totalmente técnicos, que no aplican al objetivo planteado, dado que el presente trabajo se enfoca en reposición de activos.

En [25], se presenta un modelo basado en programación dinámica como una herramienta de planeación para el mantenimiento de los sistemas de energía eléctrica, donde se asume que la confiabilidad de cada componente de distribución se representa mediante una función exponencial, lo cual se usa para determinar el momento en que los costos de fallas superan los costos de inversión del nuevo componente, momento en el que se debería realizar la reinversión del componente. En ese modelo los costos de fallas se relacionan con lo que cuesta la reparación del activo en campo, pero no lo vincula el ingreso y costo real de AOM del activo, por lo que es un modelo que no es directamente aplicable para resolver el problema planteado en el presente trabajo.

Con base en la revisión bibliográfica sobre gestión de activos y el modelo matemático requerido para resolver el problema planteado, se concluye que no se encuentra en la literatura especializada desarrollo alguno que pueda ser aplicado directamente para resolver el problema planteado, obligando a que se construya el modelo matemático con el que se obtendrá el flujo de inversión, direccionado a mejorar los resultados financieros de la organización.



## CAPÍTULO 4 - MODELO MATEMÁTICO

Considerando el problema planteado en el capítulo 2, los resultados de la búsqueda realizada en el capítulo 3, este capítulo desarrolla el modelo matemático el cual determinar el flujo de inversiones que un OR debe realizar para maximizar su utilidad operacional.

### 4.1 Nomenclatura del Modelo

Para mayor entendimiento del modelo, se muestran las definiciones de las variables que se emplean en el presente capítulo.

#### 4.1.1 Variables

$tli:$	Año en el que se debe realizar la inversión para el activo $i$ .
$INV_{i,\lambda_{ie},t1}:$	Valor de la inversión a realizar en el periodo $t1$ para el activo $i$ que permitirá pasar de una falla de tasa actual $\lambda_{iat}$ a una tasa de falla esperada $\lambda_{iet}$ .
$INGT_t:$	Ingresos totales que producen todos los activos evaluados.
$EGRT_t:$	Egresos totales que generan todos los activos evaluados.
$IE_{i,\lambda_{ie},t}:$	Ingresos esperados del activo $i$ , a una tasa de falla esperada después de realizar la inversión, en el periodo $t$ .
$\lambda_{ie}:$	Tasa de falla esperada después de la inversión para el activo $i$ en el periodo $t$ .
$EE_{i,\lambda_{ie},t}:$	Egresos esperados del activo $i$ , a una tasa de falla esperada después de realizar la inversión, en el periodo $t$ .
$COE_{i,\lambda_{ie},t}:$	Costos de operación esperados del activo $i$ después de realizada la inversión, para una tasa de falla esperada, en el periodo $t$ .
$CME_{i,\lambda_{ie},t}:$	Costos de mantenimiento esperados del activo $i$ después de realizada la inversión, para una tasa de falla esperada, en el periodo $t$ .
$CAE_{i,\lambda_{ie},t}:$	Costos de administración esperados del activo $i$ después de realizada la inversión, para una tasa de falla esperada, en el periodo $t$ .

$CCE_{i,\lambda_{ie},t}:$	Costos de compensación esperados del activo i después de realizada la inversión, para una tasa de falla esperada, en el periodo t.
$DIT_i:$	Suma de todas las duraciones que tuvieron las interrupciones que conforman el activo i.
$EGRTF_t:$	Suma de los egresos fijos de todos los activos en el periodo t.
$VPN_{(i,t1i,\lambda_{ie},\lambda_{ia})}:$	Valor presente neto del flujo que se genera en el activo i, incluyendo la inversión en el año t1i, considerando los ingresos y egresos antes y después de la reposición realizada, donde se trabajan con tasa de falla $\lambda_{iat}$ y $\lambda_{iet}$ respectivamente.

#### 4.1.2 Parámetros

$t2:$	Años de vida útil de los activos o periodos de evaluación.
$n:$	Número total de activos a los cuales se les está realizando la evaluación.
$t0:$	Año en el que se realiza el análisis de información.
$EnergID_{i,t0}:$	Energía disponible de consumo para ser vendida utilizando el activo i en el periodo t0.
$CU_{i,t}:$	Precio de la energía (Costo Unitario) para el activo i en el periodo t, en \$/kWh.
$COA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Costos de operación actual del activo i, a una tasa de falla actual, en el periodo t.
$CMA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Costos de mantenimiento actual del activo i, a una tasa de falla actual, en el periodo t.
$CAA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Costos de administración actual del activo i, a una tasa de falla actual, en el periodo t.
$CCA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Costos de compensación actual para los usuarios del activo i, a una tasa de falla actual, en el periodo t.
$CCT_t:$	Costo total de compensación en el periodo t.
$CC_{i,t}:$	Costo de compensación del activo i en el periodo t.

$DI_i :$	Duración por interrupción promedio para cada activo i.
$DEP_{i,t}:$	Depreciación del activo i para el periodo t.
$EA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Egresos del activo i, a la tasa de falla actual, en el periodo t.
$IA_{i,\lambda_{ia},t}:$	Ingresos actuales del activo i, a la tasa de falla actual, en el periodo t.
$INVMAX_t:$	Inversión máxima permitida en un periodo t, dato de entrada del problema.
$PINV_i:$	Valor de inversión por interrupción, por activo i.
$Q_i:$	Factor que ajusta la relación de costos después de ejecutada la inversión en cada activo i.
$\lambda_{ia}:$	Tasa de falla que presenta el activo i antes de realizar inversión alguna en el periodo t.
$SA:$	Número de sub-activos que conforman el activo o circuito a analizar.

#### 4.1.3 Constantes

$CC_{max}:$	Costo de compensación máxima fijada como meta a pagar en el periodo t, dato de entrada del problema.
$r :$	Tasa de retorno de la inversión, definida en un 13% por la resolución CREG 097 de 2008.
$T:$	Periodo de tiempo en donde se observan las fallas del grupo de sub-activos. En el presente modelo son los minutos en un año (525,600 minutos).
$\alpha_{ing,i}^0:$	Incremento de los ingresos antes de realizar la inversión, por concepto de expansiones en el activo. Incluye incremento de la demanda.
$\alpha_{ing,i}^1 :$	Incremento de los ingresos después de realizar la inversión, por concepto de expansiones en el activo. Incluye incremento de la demanda.
$\alpha_{1,i}^1 :$	Incremento de los costos de operación actuales de un periodo a otro sin inversión.

$\alpha_{1,i}^2$ :	Incremento de los costos de mantenimiento actuales de un periodo a otro sin inversión.
$\alpha_{1,i}^3$ :	Incremento de los costos de compensaciones actuales de un periodo a otro sin inversión.
$\alpha_{1,i}^4$ :	Incremento de los costos de administración actuales de un periodo a otro sin inversión.
$\alpha_{2,i}^1$ :	Incremento esperados de los costos de operación de un periodo a otro esperado después de realizar la inversión.
$\alpha_{2,i}^2$ :	Incremento esperados de los costos de mantenimiento de un periodo a otro esperado después de realizar la inversión.
$\alpha_{2,i}^3$ :	Incremento esperado de los costos de compensaciones de un periodo a otro esperado después de realizar la inversión.
$\alpha_{2,i}^4$ :	Incremento esperado de los costos de administración de un periodo a otro esperado después de realizar la inversión.
$\alpha_{inv}$ :	Incremento de la inversión de un periodo a otro.

## 4.2 Función Objetivo

La función objetivo es la maximización del valor presente neto de los flujos anuales generados por la diferencia entre los ingresos totales y los egresos totales en los activos eléctricos del sistema de distribución, evaluados en un periodo  $t2$  que representa la vida útil de los activos o periodos de evaluación analizados, con una tasa de retorno igual a la que se remunera en el sector, equivalente al 13%.

Se tienen como variables de decisión las variables  $tI_i$  e  $INV_i$ , año en el que se realiza la inversión y la inversión real para cada uno de los activos bajo estudio, matemáticamente:

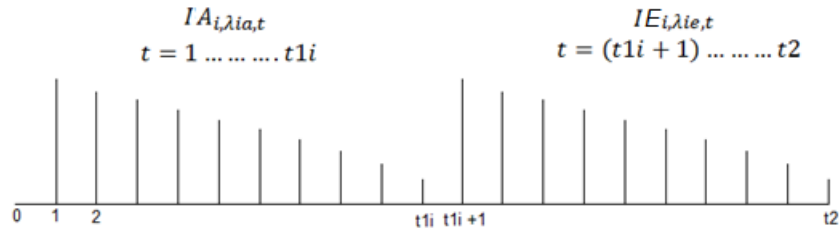
$$FO = \max_{(t1_i, INV_i)} \sum_{t=1}^{t2} \frac{INGT_t - EGRT_t}{(1+r)^t} \quad (4.1)$$

El primer componente de la función objetivo (4.1) son los ingresos totales, que equivale a la suma de los ingresos de cada uno de los activos analizados en cada  $t$ :

$$INGT_t = \sum_{i=1}^n IA_{i,\lambda ia,t} + \sum_{i=1}^n IE_{i,\lambda ie,t} \quad \forall \quad t = 1 \dots \dots t2 \quad (4.2)$$

Donde los ingresos de cada uno de los activos, se dividen en los obtenidos antes y después de realizada la inversión. La inversión se ejecuta en el año  $tI_i$ . Adicionalmente, el modelo considera que antes de la reposición el activo tiene una tasa de falla  $\lambda_{ia}$  y se espera que después de la inversión el activo quede con una nueva tasa de falla  $\lambda_{ie}$ .

La figura 4.3 muestra el comportamiento de los ingresos para el activo  $i$ . En la parte izquierda de la figura se identifican los ingresos del activo  $i$ , que disminuyen hasta el periodo  $t1_i$ , punto donde se realiza la reposición en el activo  $i$ , a partir del periodo  $(t1_i + 1)$ , el activo recupera su capacidad de generar ingresos, iniciando un nuevo periodo de disminución, hasta el periodo de evaluación total del activo,  $t2$ .



**Figura 3 Representación de flujo de ingresos antes y después de Inversión**

Los ingresos actuales y esperados para los activos  $i$  en el periodo  $t$ , dependen de la tasa de falla, como se muestra en las ecuaciones 4.3 y 4.4:

$$IA_{i,\lambda ia,t} = EnergiD_{i,t0} * (1 - \lambda ia) * CU_{i,t} * (1 + \alpha_{ing,i}^0)^t \quad (4.3)$$

$$\forall \quad i = 1 \dots \dots n, t = 1 \dots \dots t1_i$$

$$IE_{i,\lambda_{ie},t} = IA_{i,\lambda_{ia}} * (1 - (\lambda_{ie} - \lambda_{ia})) * (1 + \alpha_{ing,i}^1)^t \quad (4.4)$$

$$\forall i = 1 \dots n, t = (t1_i + 1) \dots t2$$

El otro componente de la Función Objetivo (4.1), corresponde a los egresos totales, que equivalen a la suma de los egresos de cada uno de los activos analizados:

$$EGRT_t = \sum_{i=1}^n EA_{i,\lambda_{ia},t} + \sum_{i=1}^n EE_{i,\lambda_{ie},t} \quad \forall t = 1 \dots t2 \quad (4.5)$$

Los egresos de cada uno de los activos, se dividen en los obtenidos antes y después de realizada la inversión. Adicionalmente, antes de la reposición del activo se asume que éste tiene una tasa de falla  $\lambda_{ia}$  y se espera que después de la inversión el activo quede con una nueva tasa de falla  $\lambda_{ie}$ . Con esta consideración, el egreso para cada activo  $i$  en el periodo  $t$ , dependen de la tasa de falla, como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$EA_{i,\lambda_{ia},t} = COA_{i,\lambda_{ia},t} + CMA_{i,\lambda_{ia},t} + CAA_{i,\lambda_{ia},t} + CCA_{i,\lambda_{ia},t} \quad (4.6)$$

$$\forall i = 1 \dots n, t = 1 \dots t1_i$$

$$EE_{i,\lambda_{ie},t} = COE_{i,\lambda_{ie},t} + CME_{i,\lambda_{ie},t} + CAE_{i,\lambda_{ie},t} + CCE_{i,\lambda_{ie},t} \quad (4.7)$$

$$\forall i = 1 \dots n, t = (t1_i + 1) \dots t2$$

$$COA_{i,\lambda_{ia},t} = COA_{i,\lambda_{ia},(t-1)} * (1 + \alpha_{1,i}^1)^t \quad \forall i = 1 \dots n, t = 1 \dots t1_i \quad (4.8)$$

$$CMA_{i,\lambda_{ia},t} = CMA_{i,\lambda_{ia},(t-1)} * (1 + \alpha_{1,i}^2)^t \quad \forall i = 1 \dots n, t = 1 \dots t1_i \quad (4.9)$$

$$CAA_{i,\lambda_{ia},t} = CAA_{i,\lambda_{ia},(t-1)} * (1 + \alpha_{1,i}^4)^t \quad \forall i = 1 \dots n, t = 1 \dots t1_i \quad (4.10)$$

$$CCA_{i,\lambda_{ia},t} = CCA_{i,\lambda_{ia},(t-1)} * (1 + \alpha_{1,i}^3)^t \quad \forall i = 1 \dots n, t = 1 \dots \dots t1_i \quad (4.11)$$

$$COE_{i,\lambda_{ie},t} = COE_{i,\lambda_{ie},t1i} * (1 + \alpha_{2,i}^1)^t \quad \forall i = 1 \dots \dots n, t = (t1_i + 1) \dots \dots t2 \quad (4.12)$$

$$CME_{i,\lambda_{ie},t} = CME_{i,\lambda_{ie},t1i} * (1 + \alpha_{2,i}^2)^t \quad \forall i = 1 \dots \dots n, t = (t1_i + 1) \dots \dots t2 \quad (4.13)$$

$$CAE_{i,\lambda_{ie},t} = CAE_{i,\lambda_{ie},t1i} * (1 + \alpha_{2,i}^4)^t \quad \forall i = 1 \dots \dots n, t = (t1_i + 1) \dots \dots t2 \quad (4.14)$$

$$CCE_{i,\lambda_{ie},t} = CCE_{i,\lambda_{ie},t1i} * (1 + \alpha_{2,i}^3)^t \quad \forall i = 1 \dots \dots n, t = (t1_i + 1) \dots \dots t2 \quad (4.15)$$

Los costos de mantenimiento, operación y compensaciones actuales en el  $t = 0$ , corresponden a los que realmente se están causando, y con base en ellos se proyectan los costos que se esperan tener después de realizar la inversión.

Los costos asociados a los activos están directamente relacionados con las acciones que se realizan para mantenerlos en operación, entre más fallas más acciones, siendo equivalente a mayores costos. Entre menor tasa de fallas, menos acciones, menores costos, es la relación de costos que se muestra a continuación.

$$COE_{i,\lambda_{ie},t1i} = COA_{i,\lambda_{ia},t1i} * Q_i \left( \frac{\lambda_{ie}}{\lambda_{ia}} \right) \quad \forall i = 1 \dots \dots n \quad (4.16)$$

$$CME_{i,\lambda_{ie},t1i} = CMA_{i,\lambda_{ia},t1i} * Q_i \left( \frac{\lambda_{ie}}{\lambda_{ia}} \right) \quad \forall i = 1 \dots \dots n \quad (4.17)$$

$$CAE_{i,\lambda_{ie},t1i} = CAA_{i,\lambda_{ia},t1i} * Q_i \left( \frac{\lambda_{ie}}{\lambda_{ia}} \right) \quad \forall i = 1 \dots \dots n \quad (4.18)$$

$$CCE_{i,\lambda_{ie},t1i} = CCA_{i,\lambda_{ia},t1i} * Q_i \left( \frac{\lambda_{ie}}{\lambda_{ia}} \right) \quad \forall i = 1 \dots \dots n \quad (4.19)$$

En las ecuaciones (4.16) a (4.19) se aplica el factor  $Q_i$  que aporta a la relación de tasas para calcular el nuevo valor de costos después de la inversión que se realiza. Se calcula acorde al comportamiento histórico de los activos después de una reposición.  $Q_i$  mayor a 1, significa que la reducción de costos es menor y  $Q_i$  menor a 1, se interpreta que los costos se pueden disminuir en mayor proporción.

Para el cálculo de la tasa de falla de los activos se realiza como se indica en [26] para grupos de componentes, se calcula de la siguiente forma:

$$\lambda_{ia} = DIT_i / (T * SA_i) \quad \forall i = 1 \dots n \quad (4.20)$$

Lo anterior, se aplica dado que un activo está conformado por varios sub-activos “SA”, que, para el caso del presente modelo, corresponde a la cantidad de transformadores con los que cuenta cada circuito.

La tasa de falla esperada considera dos partes, en la primera, se considera la nueva tasa de falla acorde a la inversión que se realice y en la segunda parte, la tasa de falla esperada de los activos nuevos instalados. La ecuación definida para la tasa de falla es la que se muestra a continuación:

$$\lambda_{ie} = \left( DIT_i - \frac{INV_{i\lambda_{ie}t1_i}}{PINV_i} * DI_i \right) / (T * SA_i) + k * \lambda_{ia} \quad \forall i = 1 \dots n \quad (4.21)$$

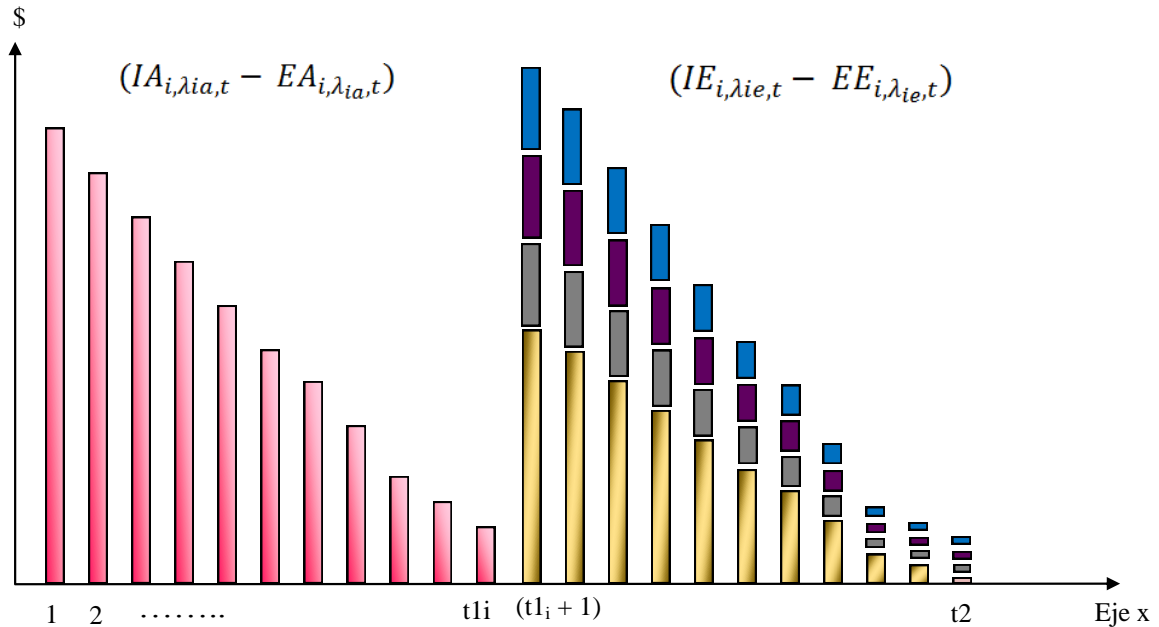
En la ecuación anterior se encuentra que dependiendo del valor de la inversión a realizar, el monto que se requiere para eliminar una interrupción y la duración promedio por activo de las interrupciones, es posible calcular las tasas de falla que se podría esperar de un activo, posterior a la reposición.

Adicionalmente, en el segundo termino de (4.21) se considera que  $k$  representa la reducción en tasa de fallas de un componente nuevo con respecto a uno envejecido, para sistemas de distribución varía entre 0.02 y 0.04375, para el presente trabajo se define  $k= 0.05$ , tal como se indicó en [11].

Vale la pena indicar que para este modelo los costos se deben dividir en costos fijos y costos variables, ya que el modelo solo ajusta los costos variables. Los costos fijos permanecen igual y se distribuyen en partes iguales entre todos los activos, sin embargo, para el cálculo de Utilidad Operación se incluyen los costos fijos y los variables ajustados.



A continuación se presenta gráficamente la interpretación de la función objetivo del modelo con el fin de clarificar visualmente el objeto de las ecuaciones anteriores.



**Figura 4 Representación gráfica del modelo matemático**

La figura 4.4 muestra en el eje “x” el periodo de análisis o evaluación en años, en el eje “y” representa el flujo de efectivo que genera un activo. La figura se divide en dos etapas, el comportamiento hasta el periodo  $tI_i$  y el que se espera a partir del año  $(tI_i + 1)$ .

En la primera etapa, flujos de color rojo, la diferencia entre los ingresos y egresos se hace cada vez pequeña, hasta que en el año  $tI_i$  se realiza la inversión  $INV_i$ . Dependiendo del monto de inversión, se calcula la tasa de falla esperada, con la cual se obtiene el nuevo flujo de efectivo del activo.

En la segunda etapa de la figura, se muestran, en colores, los diferentes valores que pueden tomar los flujos de efectivo, los cuales dependen de la tasa de falla esperada que tome cada activo y del valor invertido en el activo. El color amarillo representa el flujo a una tasa de falla, el color gris sumado al amarillo representa el flujo a otra tasa de falla, el morado más el gris y amarillo es el flujo a otra tasa de falla y el azul más el morado, el gris y amarillo representa el flujo a otra tasa de falla.

El comportamiento anterior se realiza en cada activo analizado, variando el año y monto de inversión a realizar, para encontrar la mejor combinación de estas dos variables, entre todos los activos, que permitan maximizar la utilidad operacional, tal como se muestra en la siguiente figura.

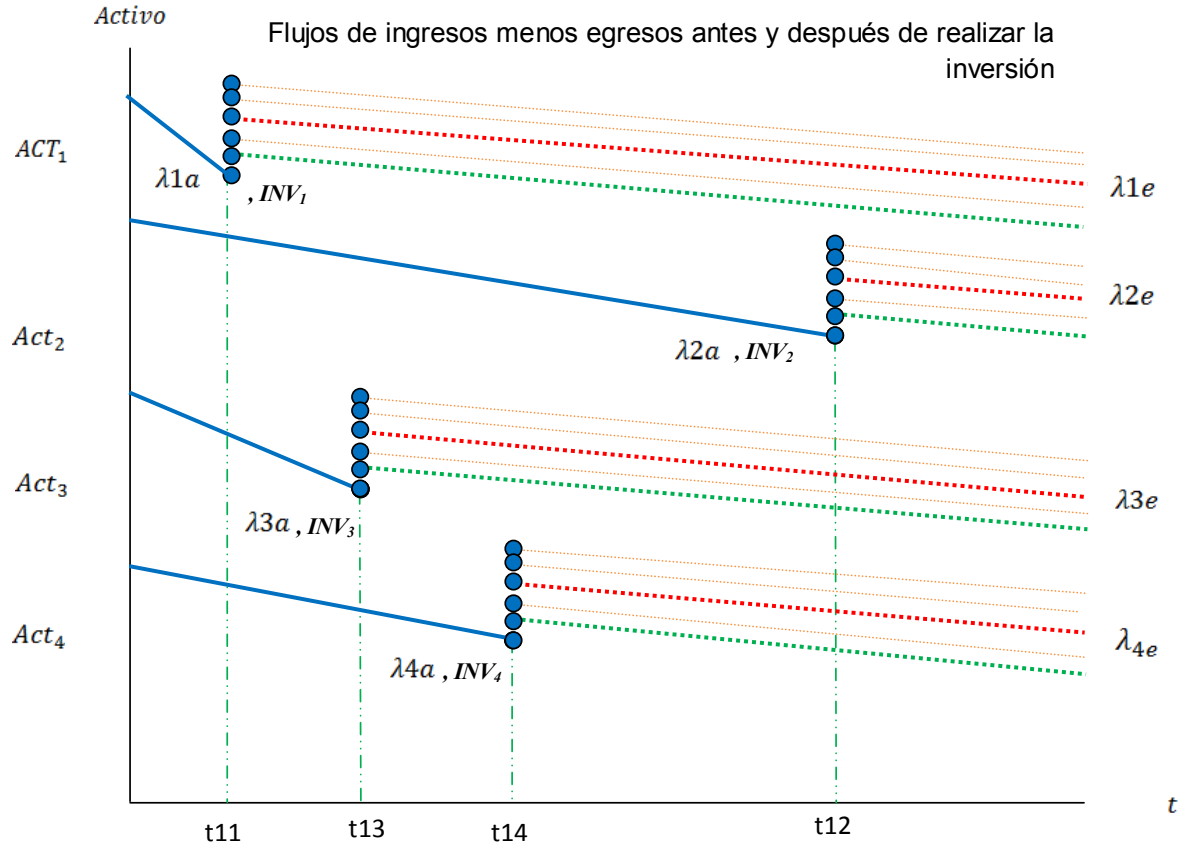


Figura 5 Flujo antes y después de realizar la inversión

En el eje x se muestra el periodo en el que se realiza la inversión para cada activo indicado en el eje y. Cada activo tiene un comportamiento a una tasa de falla  $a$  hasta el punto donde se realiza la inversión  $INV_i$  en el año  $t_{1i}$ , adicionalmente cada activo presenta un comportamiento después de la inversión a una tasa de falla  $e$  que varía dependiendo del valor que tome la variable  $INV_i$ .

La relación anterior se realiza para cada activo donde la combinación de los posibles valores que tomen las variables  $INV_i$  y  $t_{1i}$  se obtiene el mejor resultado de la función objetivo.

### 4.3 Restricciones Del Modelo

La restricción (4.22) está relacionada con valor presente neto, como evaluación financiera, del flujo de caja generado por los ingresos menos los egresos y menos el monto de inversión realizado en el  $t1_i$ , para cada activo, debe ser mayor a cero. Esta restricción permite al modelo conocer el periodo máximo en el que el activo debe ser objeto de reposición.

$$VPN_{i,t1_i,\lambda_{ie},\lambda_{ia}} > 0 \quad \forall i = 1 \dots n \quad (4.22)$$

La ecuación (4.23) muestra la forma de calcular para cada activo el  $VPN_{i,t1_i,\lambda_{ie},\lambda_{ia}}$ .

$$VPN_{i,t1_i,\lambda_{ie},\lambda_{ia}} = \sum_{t=1}^{t1_i} \frac{IA_{i,\lambda_{ia},t} - EA_{i,\lambda_{ia},t}}{(1+r)^t} + \sum_{t=t1_i+1}^{t2} \frac{IE_{i,\lambda_{ie},t} - EE_{i,\lambda_{ie},t}}{(1+r)^t} - \frac{INV_{i,\lambda_{ie},t1_i}}{(1+r)^{(t1_i)}} \quad (4.23)$$

$$\forall i = 1 \dots n$$

Donde

$$INV_{i,\lambda_{ie},t} = 0 \quad \forall t \neq t1, \forall i = 1 \dots n \quad (4.24)$$

$$INV_{i,\lambda_{ie},t1_i} = INV_{i,\lambda_{ie},0} * (1 + \alpha_{inv})^{t1_i} \quad \forall i = 1 \dots n \quad (4.25)$$

La ecuación anterior muestra que el valor de  $INV_{i,\lambda_{ie},t1_i}$  identificada para cada activo en el año cero “0”, se actualiza hasta el periodo  $t1_i$ , que es donde el modelo determina se deben realizar las capitalizaciones.

La restricción (4.22 y 4.23) buscan que todo activo siempre genere resultados financieros positivos, sin embargo, existen activos cuyos costos fijos superan a sus ingresos, lo que significa que el VPN será menor a cero. En esta circunstancia debe permitirse modificar el VPN a su mínimo valor (relajar la restricción) y así lograr que el modelo encuentre una combinación óptima de sus variables de decisión.

Adicionalmente las inversiones por activo,  $INV_{i,\lambda_{ie},t1_i}$ , oscilan entre un mínimo y un máximo, los cuales, para el presente trabajo, se estimaron con la información histórica de los activos.

$$Inv_{max,i} \geq Inv_i \geq 0 \quad \forall i = 1 \dots n \quad (4.26)$$

La restricción siguiente corresponde a una meta empresarial, que se deben cumplir estrictamente, para satisfacer a los accionistas.

$$\frac{INGT_t - EGRT_t + \sum_{i=1}^n DEP_{i,t}}{INGT_t} \geq Margen Ebitda \quad \forall t = 2, \dots, t2 \quad (4.27)$$

El margen EBITDA, no considera la depreciación de los activos como una erogación, por lo que en este cálculo se incluyen como parte de la capacidad de generación de efectivo del activo y por eso se suman en el numerador de la ecuación.

La otra restricción corresponde la suma de las compensaciones anuales de todos los activos, que debe ser inferior a una meta empresarial definida.

$$CCT_t \leq CC_{max} \quad \forall t = 2 \dots t2 \quad (4.28)$$

Con:

$$CCT_t = \sum_{i=1}^n CC_{i,t} \quad \forall t = 2 \dots t2 \quad (4.29)$$

Las inversiones anuales, para cada OR, dependiendo de restricciones financieras, tienen un monto máximo de referencia que no debe ser superado, por lo que se genera la siguiente restricción:

$$\sum_{i=1}^n INV_{i,\lambda_{ie},t} \leq INVMAX_t \quad \forall \quad t = 1 \dots \dots t2 \quad (4.30)$$

Finalmente, con base en las ecuaciones anteriores (función objetivo y restricciones), el modelo determina la combinación óptima del valor de  $INV_i$  y el momento en que se debe realizar ejecutar esa inversión, es decir, el valor de  $tI_i$ . La combinación inversión y tiempo de inversión se determina para cada activo. La combinación maximiza el valor presente neto de la diferencia entre ingresos y egresos de un OR. La variable  $INV_i$  es continua, la variable  $tI_i$  es entera, y la función objetivo valor presente neto es no lineal, por lo que el modelo es un problema no lineal entero mixto.

#### 4.4 Supuestos

En la actual vigencia se tendrá un nuevo periodo tarifario, lo que significa que el valor del cargo de distribución en la tarifa cambiará. A la fecha no se conoce la resolución con la metodología final que se aplicará, pero se espera una disminución en la tarifa para el próximo periodo tarifario. Por lo indicado, se supone que el  $CU_{i,t}$  se mantiene constante en el tiempo de evaluación.

Se espera que cada inversión que se realice, mejore las tasas de fallas de los activos, es decir, impacte aumentando la disponibilidad de los activos.

## CAPÍTULO QUINTO - RESULTADOS NUMÉRICOS

En el presente capítulo, se muestran los resultados y análisis que se obtienen con la implementación y desarrollo del modelo diseñado en el capítulo anterior.

Para conocer los resultados, se determinaron los valores de las variables de entrada requeridas por el modelo, por lo que fue necesario realizar un procesamiento de datos de las diferentes fuentes de información suministradas por un Operador de Red del sector eléctrico.

La información suministrada y procesada, corresponde a la siguiente:

- Ingresos de activos: Tomados de los formatos 2 y 3 de los reportes al SUI, según [27].
- Egresos (costos) de activos: Tomados de reportes de módulo de costos ABC, acorde a procesos de negocio. Las cuentas contables se muestran en el anexo 2.
- Indicadores de calidad: Se toma del formato 5 del reporte al SUI, según [27].
- Información operativa: Se toma del aplicativo en donde se registran las actividades que se desarrollan en la parte operativa para intervenir los activos.
- Inversiones en activos: Se toma del módulo de activos, en donde registran las acciones capitalizables en cada elemento del sistema de distribución.
- Dado que la información de calidad se está reportando a los entes de control desde agosto de 2011, la información revisada corresponde a los años 2012 y 2013.

De los formatos antes mencionados, se identifica que los ingresos de cada activo corresponden a lo total facturado por concepto de consumo de energía, que a su vez se vuelven los ingresos totales acorde al  $CU_{i,t}$ , y los costos corresponden a los representados solo por el negocio de distribución.

Por disponibilidad de la información, facilidad en el procesamiento de los datos y posibilidad de emplear herramientas empresariales, el modelo matemático se implementó en el software Excel empleando los Solver incluidos en él.

### 5.1 Datos de Entrada al Modelo

Con los formatos antes definidos, para obtener los valores de las variables, se realizó minería de datos de gran volumen de información, dado que no hubo posibilidad de obtener los datos de forma directa, y por el contrario, se debió agrupar información para así lograr consolidar 10 activos, con los cuales se realiza el desarrollo del presente capítulo.

Un activo es definido como un circuito, que a su vez está compuesto de varios elementos, como por ejemplo, transformadores de distribución, celdas de bahía, seccionadores, pararrayos, conductores de media tensión, conductores de baja tensión, acometidas, etc.

Por solicitud del operador de red y con el objetivo de cumplir la cláusula de confidencialidad de la información, no se publican los datos con los cuales se realiza la simulación.

Por disponibilidad de la información, se considera lo siguiente:

- La variable “Ingresos Actuales” corresponde al total de la formula tarifaria, que incluye los conceptos de Generación, transmisión, comercialización, distribución, pérdidas y restricciones.
- Las variables asociadas a los costos de los activos corresponden solo las realmente ejecutadas por el distribuidor.
- Se incluye la información del activo C clasificado como rural, los demás activos tienen su mayor composición en sectores urbanos.

## 5.2 Resultados Numéricos

Partiendo del modelo matemático, en donde las variables de decisión corresponden a la inversión máxima y año de intervención, para cada activo  $i$ , se realiza la simulación.

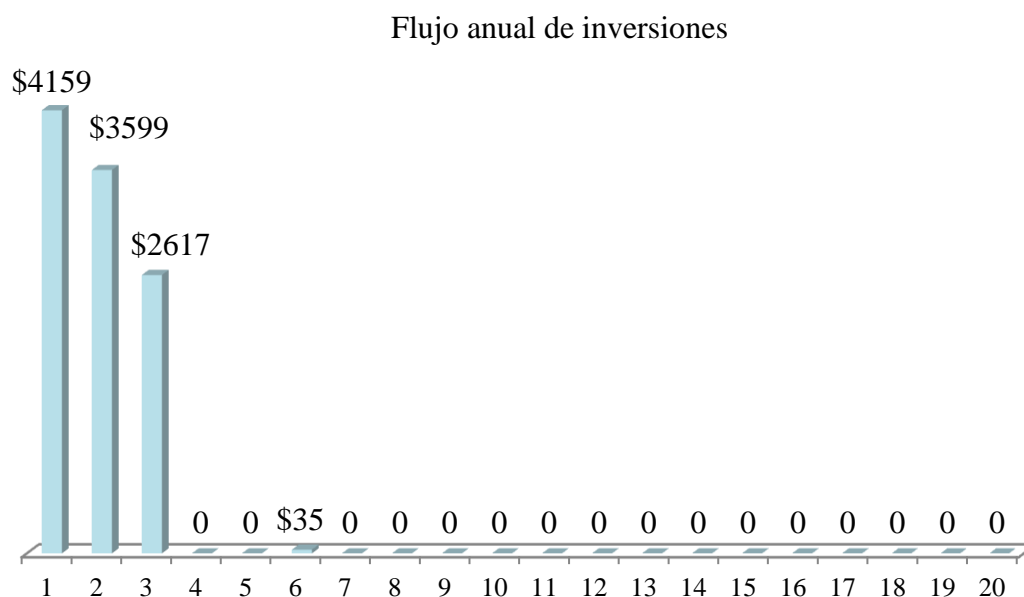
El mejor resultado encontrado, da como valor final, en su función objetivo, una utilidad operacional máxima de \$138,542.21., con los siguientes valores para las variables de decisión:

Activos	Inversión a Desarrollar	Periodo de Inversión	VPN Final
Activo A	\$1,689.83	3	\$38,975.38
Activo B	\$1,768.17	1	\$3,662.24
Activo C	\$2,414.14	2	-\$2,173.22
Activo D	\$634.52	1	\$33,684.72
Activo E	\$1,185.00	2	\$13,181.87
Activo F	\$12.02	1	\$273.32
Activo G	\$746.12	1	\$2,889.38
Activo H	\$997.69	1	\$1,736.39
Activo I	\$927.11	3	\$16,942.23
Activo J	\$35.10	6	\$23,457.91
<b>Total a Invertir</b>	<b>\$10,409.70</b>		

**Tabla 1 Resultados entregados por el modelo**

La tabla muestra para cada activo, desde A hasta J, en su segunda columna, el valor que se debe invertir para maximizar la utilidad operacional, en la tercer columna , se encuentra el año en el que se debe realizar la inversión y en la cuarta columna , muestra el VPN para cada activo, ecuación (4.23), acorde al año donde se realiza la inversión.

La figura 6 muestra el flujo de inversiones por periodo con los resultados de la segunda y tercera columna de la tabla 1. Note como el modelo indica que la mayoría de las inversiones se deben ejecutar durante los tres primeros años.



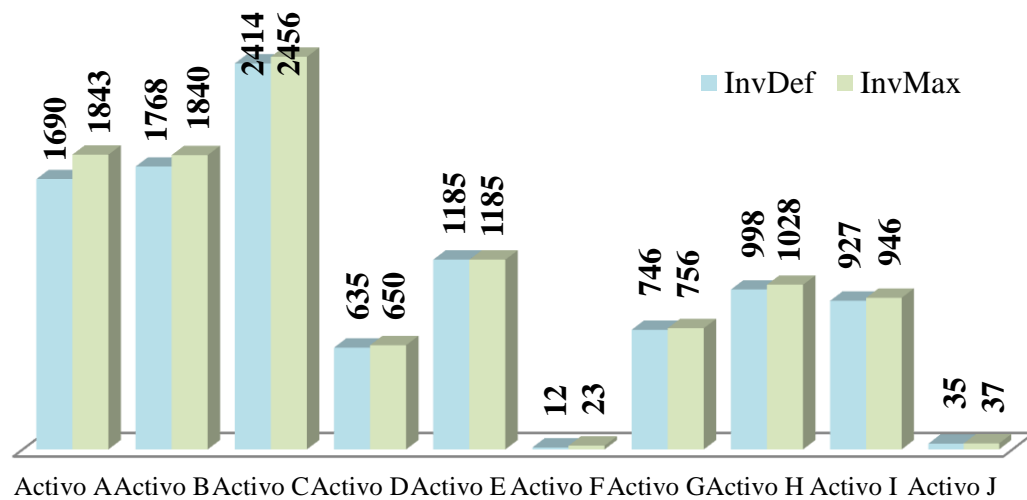
**Figura 6 Flujo de inversiones anuales**

### 5.3 Inversión Máxima e Inversión Requerida

Acorde a los resultados obtenidos, se identifica que el valor total de inversión a desarrollar, suma de la segunda columna de la tabla 1, es inferior en \$354, con respecto al total máximo de inversión presupuestada para todos los activos; representando ahorros financieros para los OR.

En la figura 7 se realiza la comparación entre las dos variables antes indicadas, donde se identifican los ahorros para en cada activo. En la figura, InvDef representa las inversiones definidas por el modelo e InvMax es la inversión máxima presupuestada a ejecutar.





**Figura 7 Comparación inversión máxima e inversión requerida**

La figura 7 muestra que los mayores ahorros se tendrían en los activos A y B. En el activo A se proyectó invertir \$1843 y solo se requiere \$1690 y en el activo B se proyectó invertir \$1840 y se identificó que con \$1768 es suficiente.

## 5.4 Calidad

Con el desarrollo de los proyectos acorde al flujo de inversión definido, se espera mejorar la continuidad en operación de los activos analizados, lo que se representa con una disminución en la duración de las fallas a la que estén expuestos los activos.

Para cumplir las metas propuestas, las tasas de fallas esperadas para los activos, según los resultados del modelo, son las siguientes:

Activos	Tasas de falla actual	Tasas de falla esperada
Activo A	0.001010221	0.000314531
Activo B	0.002767515	0.000629665
Activo C	0.005552787	0.000749908
Activo D	0.00213117	0.000628361
Activo E	0.001403533	7.04523E-05
Activo F	0.000715909	0.000367134
Activo G	0.003630105	0.000899591
Activo H	0.006623135	0.000917362
Activo I	0.000589569	4.11488E-05

Tabla 2 Tasas de falla antes y después de inversión

### 5.5 Disminución de Costos

En esta sección se realiza una comparación entre los egresos totales que se tendrían si no se realizan inversiones y los egresos totales que se encuentran al aplicar los resultados del modelo.

Los egresos totales se conocen como la suma de los costos mostrados en la tabla 5.1 e incrementados con la tasas de crecimiento de costos. Por otro lado, los “nuevos” egresos totales se conocen después de resolver el modelo, específicamente es el resultado obtenido para cada periodo en la ecuación (4.5).

Con la información anterior se realiza una comparación periodo a periodo de los resultados esperados con y sin resultados del modelo. La comparación realizada encuentra que en el periodo 4, cuando se esperaba un costo de \$4,947 sin inversión, se obtuvo un costo de \$3,380 cuando se realiza un flujo de inversiones óptimo, lo que representa una diferencia de \$1,567. Esta diferencia implica una disminución en los costos operacionales del OR.

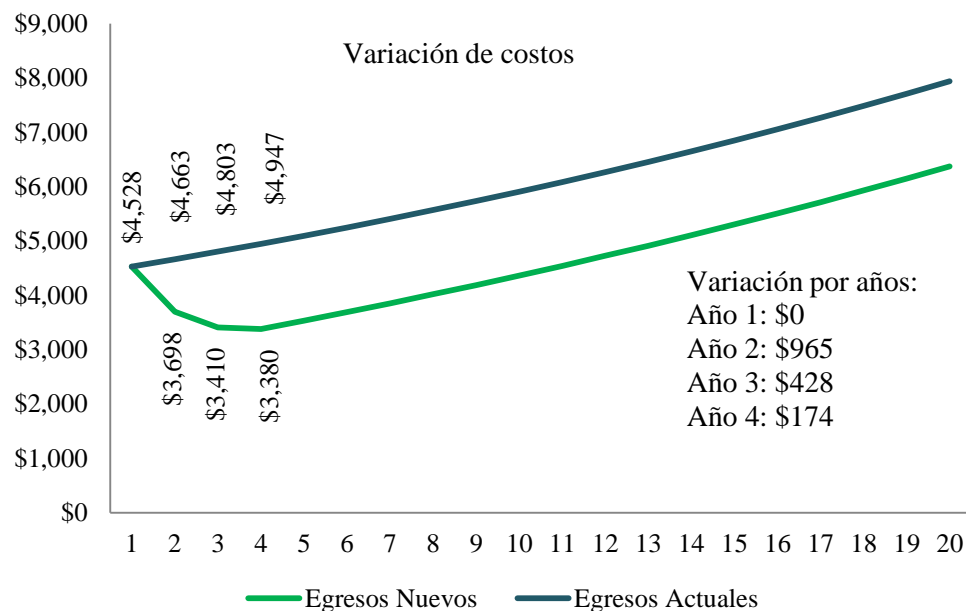


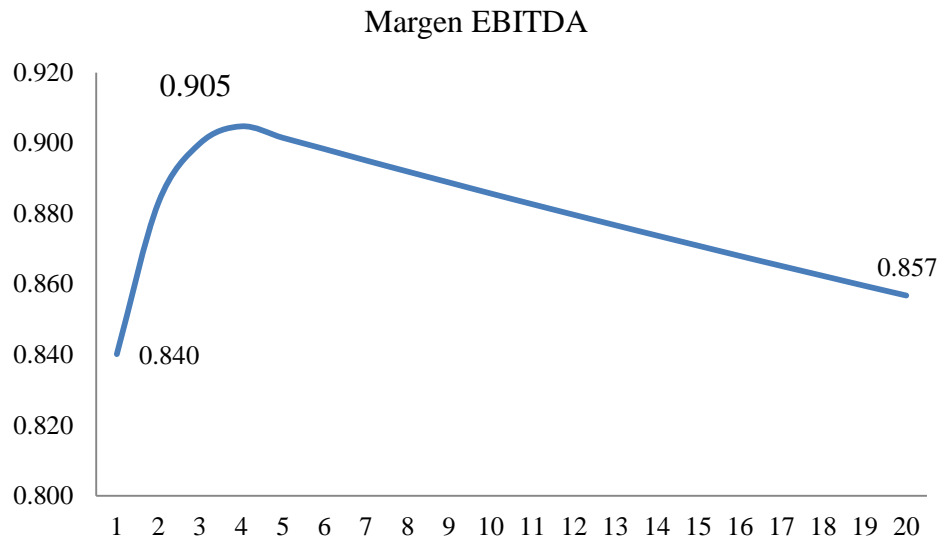
Figura 8 Disminución de costos acorde al flujo de inversiones definido

La figura 8 muestra las curvas de costos esperados o nuevos egresos (con inversión) en color verde y la de egresos, sin inversión, en color azul. Se muestra los costos para el horizonte de tiempo en evaluación, esto es, 20 años.

De la curva de egresos nuevos se interpreta que después de las inversiones realizadas en el primer año, los costos se disminuyen en \$965, posterior a las inversiones realizadas en el segundo año, los costos se pueden disminuir en \$428 más y después de las inversiones realizadas en el año 3, los costos se pueden disminuir en \$174 más, con lo cual se obtiene que al año 4, los costos se disminuyen en \$1,567. A partir del cuarto año no hay más inversiones indicadas por el modelo, así que la línea verde después de ese año es la proyección de egresos a una tasa constante.

## 5.6 Margen EBITDA

El cálculo del margen EBITDA es el valor del EBITDA dividido los ingresos, donde el EBITDA corresponde a los ingresos menos los costos y gastos operacionales, excluyendo los costos de interés, impuestos, depreciación y amortizaciones. Los ingresos están definidos por la ecuación (4.27). La medición del EBITDA busca controlar la generación de caja operativa de las organizaciones, por lo el efecto de las inversiones sobre el EBITDA.



**Figura 9 Margen EBITDA esperado**

La figura 9 muestra que desde el momento en que se finaliza el primer año de inversiones la generación de caja operativa mejora, tanto que alcanza su máximo en el cuarto año con un 0.905 y se garantiza que durante todo el periodo de evaluación es superior al 0.857. La disminución del indicador, posterior a las reposiciones, es producto de la no ejecución de inversiones, periodo en donde se realizan solamente acciones de mantenimiento.

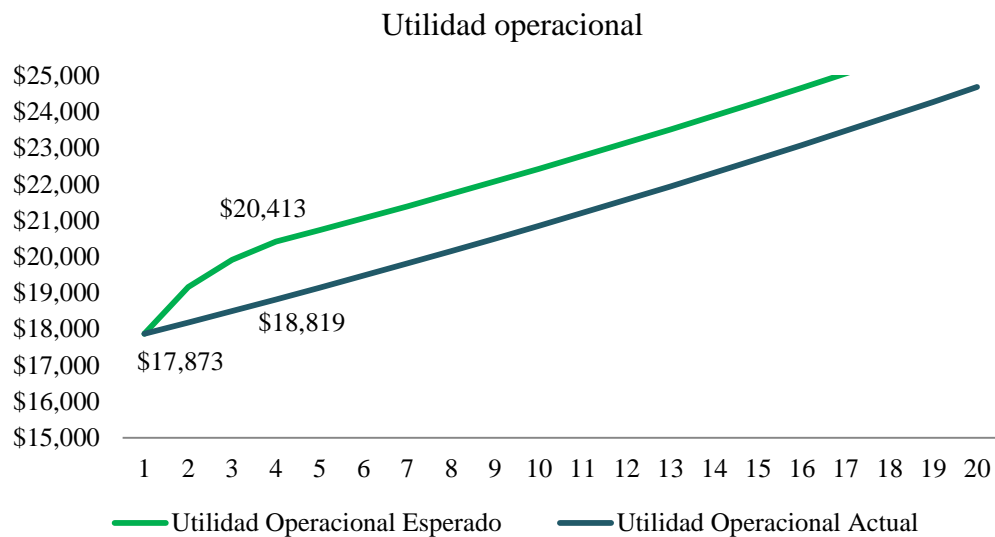
Para el cálculo de este indicador, se consideró como meta un mínimo igual al 77%, que corresponde a tomar los costos y gastos operacionales del OR y los ingresos totales de los activos, con un  $\$kwh_{i,t}$  que incluye el  $CU_{vn,m,i,j}$  completo.

## 5.7 Utilidad Operacional

Se realiza una comparación entre la utilidad operacional que se tendrían si no se realiza inversión y la utilidad operacional que se encuentra al aplicar los resultados del modelo.

La utilidad operacional sin inversión se calcula como la diferencia entre la suma de los ingresos y la suma de los costos e incrementados con la tasas de crecimiento de costos, la utilidad operacional con inversión se obtiene después de correr el modelo, equivalente a la diferencia, para cada periodo, entre las ecuaciones (4.2) y (4.5)

Con la información anterior se realiza una comparación periodo a periodo de los resultados esperados con y sin resultados del modelo. La comparación realizada encuentra que se logra el mayor delta operacional en el periodo 4, cuando se esperaba, sin inversión, una utilidad de \$18,819, se obtuvo, después de realizar inversiones, una utilidad de \$20,413, representando \$1,594 que la organización tendría disponibles.



**Figura 10 Utilidad operacional**

A partir del comportamiento esperado de la utilidad operacional, conociendo el resultado del EBITDA y los valores esperados de los costos, datos entregados por el modelo desarrollado, la gestión organizacional puede enfocarse en el análisis y toma de decisiones.

## CONCLUSIONES

En el presente trabajo se diseñó un modelo de optimización para determinar el momento y el valor a invertir en la reposición de un activo, permitiendo maximizar la utilidad operacional de un operador de red, por lo que se puede concluir que:

- Se dispone un modelo matemático que dependiendo de las necesidades de inversión identificadas para cada activo de todo un sistema de distribución, determina la combinación óptima de inversión real y años en los que se deben realizar cada una de las intervenciones, de tal forma que se maximiza la utilidad operacional de un OR.
- Las variables de decisión del modelo matemático son la determinación de una inversión máxima requerida y el año en el que debe realizar. Para determinar el valor máximo de la inversión por activo se recopiló información de los últimos dos años y con base en ello se determinaron los valores incluidos en la simulación, sin embargo, este cálculo debería obedecer a otro problema de investigación.
- Se hace necesario que las empresas desarrollen metodologías de gestión de activos, con el objetivo de mejorar el flujo de información requerida para conocer los datos de entrada para este modelo y futuros a construir.
- Con modelos como el desarrollado, se cuenta con una herramienta ideal para la toma de decisiones empresariales, ya que permite planear en el largo y corto plazo los flujos de inversión, los costos e ingresos esperados a partir de la eficiencia operacional esperada por los activos que son objeto de análisis.
- El modelo genera resultados que obligan a que las áreas financiera y técnica de una organización unifiquen esfuerzos para obtener los resultados requeridos por los accionistas, ya que se plantean metas técnicas y requerimientos financieros para obtener la máxima utilidad operacional.
- En el modelo se demuestra que no toda la inversión requerida por un activo es la que se necesita para mejorar los resultados financieros de las empresas, lo que aporta a la eficiencia financiera de las organizaciones.
- Una costumbre empresarial es ordenar las inversiones en activos dependiendo del nivel de tasas de fallas, iniciando desde la mayor; pero el modelo demuestra que ese tipo de orden de intervenciones no es el que permite maximizar los resultados financieros empresariales, tal como pasa con el activo C, que es el de segundo mayor tasa de falla y se interviene en el segundo año de reposiciones programadas.

- Dentro del análisis se evidenció que hay activos, generalmente rurales y con bajos usuarios, que no presentan ingresos suficientes para cubrir sus costos y valores de reposición, generando durante toda su vida útil un valor negativo de VPN que impactará negativamente el estado de resultados de las empresas. Con base en este resultado mostrado por el modelo, se debe validar la política de obras con apoyo de FAER, en donde los costos de operación, después de construido el activo, quedan a cargo del OR, ya que se tendría un impacto negativo en el estado de resultados mientras dure el activo en operación.
- El modelo desarrollado abre la puerta para realizar una evaluación de AOM vs Calidad de una forma más puntual, por activo, y no global como se realiza en el actual periodo regulatorio.
- Los resultados de disminución de costos, arrojados por el modelo, permiten encontrar los puntos máximos de eficiencia a los que se podrían llegar con un adecuado flujo de inversiones.
- Mucha de la información que las empresas generan son solo para reportar a los entes de control, por lo que este modelo permite dar una visión más amplia de lo que se puede hacer con ella y de la importancia que tiene el análisis de la misma para la toma de decisiones.
- Dada la reciente implementación de los esquemas de calidad de las empresas del sector, se hace necesario esperar un tiempo prudente para desarrollar modelos en donde sus variables puedan ser valoradas con funciones y distribuciones de probabilidad y de esa manera incorporarlas al modelo.
- Una buena política de reposición de activos permite mejorar los rendimientos financieros y técnicos de las organizaciones, de ahí la importancia de este tipo de modelos.
- El presente modelo podría ser complementado en un futuro con:
  - Modelos que permitan determinar el valor de inversión máximo requerido por un activo para eliminar las interrupciones a las que está sometido.
  - Determinar funciones o distribuciones de probabilidad para los parámetros del modelo, para disponer de un modelo estocástico y amplié las alternativas de decisión.
  - El modelo tomo datos de un circuito, agrupación de elementos, sin embargo, se puede implementar para un elemento cualquiera pero requiere que tenga asociado un ingreso para ser funcional, por lo que parte de un estudio futuro es la asignación de ingresos y costos a cada elemento del circuito.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Ley 143 de 1994, disponible en:  
<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>
- [2] UPME. (2012). Informe sectorial sobre la evolución de la Distribución y Comercialización de la energía eléctrica en Colombia. Disponible en:  
<http://www.siel.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=L9AASwJjMz8%3D&tabid=58>
- [3] CREG, disponible en:  
<http://www.creg.gov.co>
- [4] Formula tarifaria disponible en:  
[http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/E/el\\_mercado\\_de\\_la\\_energia\\_-\\_tarifas/el\\_mercado\\_de\\_la\\_energia\\_-\\_tarifas.asp](http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/E/el_mercado_de_la_energia_-_tarifas/el_mercado_de_la_energia_-_tarifas.asp)
- [5] Resolución CREG 097 de 2008, disponible en:  
<http://www.creg.gov.co>.
- [6] Circular 022 de 2008, anexo 2, disponible en:  
<http://www.creg.gov.co>
- [7] CREG. (2008). Desarrollo de metodologías para la remuneración de los costos eficientes de AOM en empresas de distribución y transmisión eléctrica. Disponible en:  
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/13d11e534e656e680525785a007a6fe6/\\$FILE/CIRCULAR022-2008%20ANEXO2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/13d11e534e656e680525785a007a6fe6/$FILE/CIRCULAR022-2008%20ANEXO2.pdf)
- [8] Eduardo Afanador I. & Consultorías Ltda. (2007). Informe ASOCODIS Remuneración de Gastos De Administración, Operación y Mantenimiento en la Distribución de Electricidad. Disponible en:  
[http://www.siel.gov.co/Siel/Documentos/documentacion/Distribucion/AOM\\_Asocodis\\_2007\\_Informe%20Final.pdf](http://www.siel.gov.co/Siel/Documentos/documentacion/Distribucion/AOM_Asocodis_2007_Informe%20Final.pdf)
- [9] PASS 55:2008 “Asset Management”. Disponible en:  
<https://theiam.org/>
- [10] GROUP, W. (2013). Momento de óptimo de reemplazo de activos. Disponible en memorias de congreso internacional de mantenimiento de 2013.
- [11] Zapata, C., Granada, M., & Reyes, G. A. (2012). Reposición de activos de sistemas de distribución de energía eléctrica basados en confiabilidad. Mundo eléctrico, 56-65.
- [12] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2005). Actualización de los sistemas unificados de información de costos y gastos por actividades para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios. Disponible en:  
[http://www.sui.gov.co/suibase/normatividad/anexo2\\_costos.pdf](http://www.sui.gov.co/suibase/normatividad/anexo2_costos.pdf)
- [13] S.A., F. F. (s.f.). Ciclo de vida de los activos. Disponible en:  
[http://www.aparejadoresmadrid.es/archivos/ojornadas/26/francisco\\_luis\\_garc%C3%ADa.pdf](http://www.aparejadoresmadrid.es/archivos/ojornadas/26/francisco_luis_garc%C3%ADa.pdf)



- [14] L. Katicic and Z. Lovrinevic, "Corporate asset management and survey in Croatian companies," in *Asset Management Conference 2012, IET IAM*, 2012, pp. 1–5.
- [15] D. Mardiasmo, S. Tywoniak, K. Brown, and K. Burgess, "Asset management and governance: An analysis of fleet management process issues in an asset-intensive organization," in *2008 First International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future (INFRA)*, 2008, pp. 1–6.
- [16] N. Jonsson and L. Nordstrom, "Strategies for implementing IT support for asset management at electric utilities," in *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004*, 2004, vol. 2, pp. 1049–1054.
- [17] M. Shahidehpour and R. Ferrero, "Time management for assets: chronological strategies for power system asset management," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 3, no. 3, pp. 32–38, 2005.
- [18] T. Jakasa, N. O. Bedenik, F. Iliopoulos, and D. Bratic, "The impact of risk management effectiveness on Power Utility performance - 5th International Conference on the European Electricity Market," in *Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European*, 2008, pp. 1–6.
- [19] M. Cheng, Y. Zeng, R. Niu, and Y. Chen, "Study on the model of advanced asset management in smart grid," in *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011, pp. 781–785.
- [20] S. Yacout, "Logical analysis of maintenance and performance data of physical assets, ID34," in *Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), 2012 Proceedings - Annual*, 2012, pp. 1–6.
- [21] Z. Hu and F. Li, "Cost-Benefit Analyses of Active Distribution Network Management, Part I: Annual Benefit Analysis," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1067–1074, Sep. 2012.
- [22] G. Haddad, P. A. Sandborn, and M. G. Pecht, "An Options Approach for Decision Support of Systems With Prognostic Capabilities," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 61, no. 4, pp. 872–883, Diciembre 2012.
- [23] Y. Sun, L. Ma, and J. Mathew, "Prediction of system reliability for multiple component repairs," in *2007 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, 2007, pp. 1186–1190.
- [24] E. M. C. F, A. E. Z, and R. a. G. R, "Efecto Del Ingreso Anual En El Planeamiento De Sistemas De Transmisión," *Sci. Tech.*, vol. 2, no. 22, Oct. 2003.
- [25] J. Korpijärvi and J. Kortelainen. "A-dynamic-programming-model-for-maintenance-of-electric-distribution-system". *Word Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 3, no. 53, 2009.
- [26] C. J. Zapata, "Estimación De Tasas De Fallas De Componentes En Casos De Ausencia De Datos O Cantidades Limitadas De Datos," *Sci. Tech.*, vol. XI, no. 27, pp. 13–18, 2005.
- [27] Resolución SSPD 20102400008055, disponible en:  
<http://www.sui.gov.co/SUIWeb/html/normatividad/suiNormaEnergia.htm>
- [28] IFMA-mantenibilidad\_y\_ciclo\_de\_vida.pdf. (n.d.), disponible en:  
[http://www.aparejadoresmadrid.es/archivos/ojornadas/36/mantenibilidad\\_y\\_ciclo\\_de\\_vida.pdf](http://www.aparejadoresmadrid.es/archivos/ojornadas/36/mantenibilidad_y_ciclo_de_vida.pdf)

## ANEXO 1 – GLOSARIO Y ABREVIATURAS

En el presente anexo se muestran las definiciones o conceptos requeridos para el total entendimiento del documento.

Activos:	Son elementos eléctricos que forman parte de un sistema, utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica, para el presente trabajo, activo se considera un circuito en media tensión.
AOM:	Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondiente a la actividad de distribución de energía eléctrica.
ASOCODIS:	La asociación colombiana de distribuidores de energía eléctrica, creada en 1999, es una entidad sin ánimo de lucro que congrega a las principales empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica que atienden usuarios regulados y no regulados a lo largo y ancho de Colombia.
Cargos por Uso:	Son los cargos, expresados en \$/kWh acumulados remunerados a un operador de red o distribuidor local.
CCV:	Significa costos del ciclo de vida y comprende los costos totales (recurrentes y no recurrentes) que se incluyen en el diseño, proyecto, construcción, mantenimiento y en su caso demolición a lo largo de la vida del activo. Adicionalmente la forma de calcular el costo del ciclo de vida según [28] se muestra a continuación:

$$C_g(t) = C_I + \sum_j \left[ \sum_{i=1}^t \left( C_{a,i}(j) \times R_d(i) \right) - V_{f,t}(j) \right] \quad (A1.1)$$

Donde

$t$ :	Es el período de Cálculo
$C_g(t)$ :	Es el costo global (referido al año inicial $t_0$ a lo largo del período de cálculo.

$C_I$ :	Son los costos iniciales de la medida o conjunto de medidas $j$
$C_{a,i}(j)$ :	Es el costo anual durante al año $i$ de la medida o conjunto de medida $j$
$V_{f,r}(j)$ :	Es el valor residual de la medida o conjunto de medidas $j$ al final del período de cálculo (actualizado al inicio inicial $t_0$ )
$R_d(i)$ :	Es el factor de actualización aplicable al año $i$ , basado en la tasa de actualización $r$ , que debe calcularse con la formula siguiente:

$$R_d(i) = \left( \frac{1}{1 + r/100} \right)^p \quad (A1.2)$$

Donde  $p$  es el número de años desde el año inicial y  $r$  es la tasa de actualización real.

Costos ABC:	Significa costos basados en actividades y es un método de costeo de productos de doble fase que asigna costos primero a las actividades y después a los productos basándose en el uso de las actividades por cada producto. Una actividad es cualquier tarea discreta que una organización emprende para hacer o entregar un producto o servicio. El costeo basado en actividades está basado en el concepto de que los productos consumen actividades y las actividades consumen recursos.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas, creada a través de las leyes 142 y 143, que tiene como fin regular las actividades de los servicios públicos. Es una entidad eminentemente técnica y cuyo objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.

CREG 097/2008:	Resolución por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.
Disponibilidad:	Es el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un Activo estuvo en servicio, o disponible para el servicio.
EBITDA:	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciations and Amortizations.</i> Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones productivas
FAER:	El fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas, creado por el artículo 105 de la ley 788 de 2002 y reglamentado con el decreto 1122 de 2008, permite que los entes territoriales con el apoyo de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los operadores de red y que deberá contar con la viabilidad de la unidad de planeación minero energética - UPME
IAAD:	Índice anual agrupado de la discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada (ENS) por cada unidad de energía suministrada por un operador de red durante el año de evaluación.
IRAD:	Índice de referencia agrupado de la discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada (ENS) por cada unidad de energía suministrada por un operador de red durante el periodo usado como referencia.
ITAD:	Índice trimestral agrupado de la discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada (ens) por cada unidad de energía suministrada por un operador de red durante el trimestre de evaluación.
Ley 142 De 1994:	Aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural.

Ley 143 De 1994:	Establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que se denominan actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.
Ley 1450/2011:	Ley que expide el plan nacional de desarrollo 2011-2014 “Prosperidad para Todos”.
OPEX:	Son los costos operacionales fijos o permanentes en el funcionamiento de una empresa, negocio o los gastos permanentes para la producción o fabricación de un producto.
OR:	Significa operador de red y es la persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte del sistema de distribución.
PASS 55:	Es la especificación <i>british standard</i> para la gestión optimizada de activos físicos, esta provee las definiciones claras y la especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico.
SDL:	Significa sistema de distribución local y representa el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas (circuitos) y subestaciones, con sus equipos asociados, dedicados a la prestación del servicio en un mercado regulado de comercialización (usuarios).
Utilidad Operacional:	Es el resultado de tomar los ingresos operacionales y restarle los costos y gastos operacionales. Los ingresos, costos y gastos operacionales, son aquellos relacionados directamente con el objeto social de la empresa, con su actividad principal.

## ANEXO 2 – CUENTAS CONTABLES

Cuentas contables objeto de análisis para disminuir los costos según resultados del modelo:

Cuenta	Auxiliar	Cuenta	Auxiliar	Cuenta	Auxiliar	Cuenta	Auxiliar
510103	01010101	511118	01010101	511146	01010101	750548	01010101
510130	01020104		01010102	511149	01010101		01010102
510147	01010101		01010103		01010103		01010103
510148	01010101		01010105	511154	01010101	751006	01010101
	01010102		01010107	511155	01010101	751013	01010101
510190	02300101	511119	01010101	511158	01010101	751023	01010101
511111	01010101	511120	01010101	511161	01010101	751024	01010101
	01010102		01010102	511163	01010101		01010102
	01010103		01010103	511164	01010101	751025	01010101
511112	02010101		01010104	511190	01010102		01010102
511113	01010101		01010105		01300177	751026	01010101
511114	01010101	511121	01010102	512010	01010101		01300177
	01010102	511122	01010101	512017	01010101	751027	01010101
	01010103	511123	01010101	512090	01010101		01010102
511115	01010101		01010102	533001	02010101		01010107
511116	01010101		01010103		02010163		01010108
511117	01010102		01300177	534507	02010101		01010109
	01030102	511127	01010101	750503	01010101	751036	01010101
	01030112		01010102	750522	01010101	751037	01010101
	01040102		01010103	750524	02300201		01010102
	01040103		01010105		02300401	751040	01010101
	01060101		01010106	750530	01020104	751041	01010101
	01300177	511133	01010101	750547	01010101	751046	01010101
	01300677	511137	01010101	750590	01300177		01300177
751048	01010101	754004	01010101	754502	01010102	755007	01010101
751090	01010101		01300177		01300177		01010102
	01300177	754005	01010101	754503	01010101		02010101
751501	02010101	754007	01010101		01300177	755013	01010101
751701	01010101	754009	01010101	754504	01010102		01010102
751702	01010101	754010	01010101		01010112	755090	01010101
	01010105	754011	01010101	754505	01010102	755501	01010101
751703	01010101	754012	01010101		01010103	756590	01300177
751705	01010101	754013	01010101		01300177	757001	01010101
751707	01010102	754014	01010101	754506	01010102	757002	01010101
	01010105	754090	01010101		01300177	757003	01010101
751790	01010105		01300177	755001	01010101	757004	01010101
	01010107	754207	01010101	755002	01010101	757005	01010101
754001	01010101	754208	01010101	755004	01010101	757009	01010101
754002	01010101	754290	01010101	755015	01010101		01010103
754003	01010101	754501	01010102	755005	01010101		
			01300177		02010101		

**Tabla 3 Cuentas contables objeto de análisis**